

Министерство образования и науки РФ

ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет  
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

УДК 621.311

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по науке

Кружаев В.В.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2013

## ОТЧЕТ

### О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ

В рамках выполнения п.1.2.2.3 Плана реализации мероприятий Программы развития УрФУ  
на 2013 год

ПО ТЕМЕ:

**КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ И ОПТИМИЗАЦИЯ  
РАЗМЕЩЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ МАЛОЙ МОЩНОСТИ  
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНДИКАТИВНОГО АНАЛИЗА**  
(Заключительный)

Зав.кафедрой

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Научный руководитель

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Исполнитель

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Екатеринбург 2013

## Реферат

1. ФИО автора: Ерошенко Станислав Андреевич

2. Аннотация:

Научно-исследовательская работа выполнена по договору № 1.2.1.5./10 от 27 мая 2013 г. В ходе выполнения была разработана методика оценки целесообразности строительства объекта малой генерации, позволяющая качественно и количественно оценить влияние генерирующего источника на энергосистему, а также оценить оптимальную точку подключения и мощность генерирующего источника в соответствии с перечнем разработанных технико-экономических критериев.

*К содержательной части отчета прилагается:*

1. Список научных работ Ерошенко С.А.

По результатам проведенных исследований были опубликованы следующие работы:

• С.А. Ерошенко, А.А. Карпенко, А.В. Паздерин, С.А. Дмитриев, А.И. Хальясмаа. Технические вопросы подключения малой генерации на параллельную работу с энергосистемой // Журнал «Научное обозрение». 2013. №6, С.49-55 (*Журнал включен в перечень ведущих рецензируемых научных журналов ВАК РФ, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук*)

3. С.А. Ерошенко, С.А. Дмитриев, А.И. Хальясмаа. Анализ технической реализуемости присоединения установок малой генерации на параллельную работу с сетью электросетевой компании // Журнал «Энергетика Татарстана». №4(28). 2013. С. 60-66. (*Журнал включен в перечень ведущих рецензируемых научных журналов ВАК РФ, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук*)

3. Stanislav A. Eroshenko, Alexandra I. Khalyasmaa, Stepan A. Dmitriev. Technical feasibility of distributed generation network connection // 3rd/2013 International Conference on Energy, Environment and Sustainable Development (EESD 2013), 12-13 November 2013, Shanghai, China. (*в печати, материалы конференции индексируются базой Scopus*)

3. Ключевые слова: малая генерация, распределительная сеть, оптимизация, индикативный анализ, энергосистема

4. Тема отчета: Комплексная оценка целесообразности и оптимизация размещения генерирующих объектов малой мощности с использованием индикативного анализа.

## Summary

1. Author: Stanislav A. Eroshenko

2. Abstract:

The research work was carried out under contract № 1.2.1.5./10 of 27 May 2013. The final report contains the detailed description of the methodology, developed for distributed generation implementation feasibility assessment. Proposed approach makes it possible to provide quantitative and qualitative assessment of distributed generation influence on the power system, as well as to assess the optimal point of power generation unit connection in accordance with the list of technical and economic criteria.

*The following materials are attached to the final report:*

1. The list of scientific papers, published by Eroshenko S.A.:

- S.A. Eroshenko, A.A. Karpenko, A.V. Pazderin, S.A. Dmitriev, A.I. Khalyasmaa. Technical issues of distributed generation parallel operation // Journal «Scientific overview». 2013. №6, p.49-55 (*recommended by High Attestation Commission of Russian Federation*)

- S.A. Eroshenko, S.A. Dmitriev, A.I. Khalyasmaa. Technical aspects of distributed generation grid connection //Journal «Tatarstan power industry». №4(28). 2013. p. 60-66. (*recommended by High Attestation Commission of Russian Federation*)

3. Stanislav A. Eroshenko, Alexandra I. Khalyasmaa, Stepan A. Dmitriev. Technical feasibility of distributed generation network connection // 3rd/2013 International Conference on Energy, Environment and Sustainable Development (EESD 2013), 12-13 November 2013, Shanghai, China. (*indexed by Scopus database*)

3. Index terms: distributed generation, distribution network, optimization, indicative analysis, power system

4. Report title: Siting and sizing of distributed generation with integrated project feasibility analysis.

## Содержание

1. Введение .....	5
2. Оценка целесообразности внедрения малой генерации .....	6
2.1 Блок показателей, характеризующих общую целесообразность установки объекта малой генерации .....	11
2.2 Блок технических и эксплуатационных показателей .....	16
2.3 Экономический блок .....	19
2.4 Экологический блок .....	19
3. Фактическое применение методики .....	20
3.1 Определение индикативных показателей блока общей целесообразности строительства объекта малой генерации .....	22
3.2 Определение индикативных показателей блока технических и эксплуатационных показателей .....	22
3.3 Определение индикативных показателей экономического блока .....	23
3.4 Определение индикативных показателей экологического блока .....	23
3.5 Определение обобщенной оценки по вариантам .....	24
4. Заключение .....	25
Список литературы .....	26

## 1. Введение

Методом, позволяющим качественно и количественно оценить целесообразность установки объектов малой генерации, выбран *индикативный анализ* [1].

Достоинство данного метода заключается в его вариантном подходе к определению целесообразности. Разработанный подход основан на методах и средствах оценки технических и эксплуатационных аспектов установки генераторов, их влияния на систему передачи и распределения электрической и тепловой энергии, в связи со сложившейся конъюнктурой в электрических сетях.

Согласно разработанной методике, оценка целесообразности может быть выполнена путем сопоставления фактических и пороговых значений индикаторов.

*Индикатор*, ключевой элемент данного подхода, – это критериальный показатель функционирования объектов системы, значение которого в достаточной степени отражает степень целесообразности в технической или иной сфере.

Установки малой генерации – неотъемлемая часть электроэнергетической системы. Такая система является ярким представителем больших, глубоко интегрированных систем, находящаяся в комплексном взаимодействии со смежными системами – финансово-экономической, социальной, экосистемой и пр. Реляционные внутрисистемные и межсистемные связи обеспечивают взаимосвязи различных систем. Изменения в одной системе в той или иной степени отражаются изменении другой. Оценить данные изменения возможно по их проявлениям в той или иной сфер, например, технологической, эксплуатационной, экономической.

В основу системы индикативного анализа были положены следующие принципы:

1. **комплексность** подхода, требующая исследования объекта со всех сторон воздействия внешних и внутренних процессов;
2. **иерархичность** объектов энергетики, обусловленная технологическим процессом передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии. Рассмотрение объекта исследования как совокупности взаимосвязанных подсистем различных иерархических уровней;
3. **вариантность** (альтернативность), предусматривающая выявление и обоснование возможных вариантов решений, направленных на улучшение свойств энергетической системы;
4. **соизмеримость** технической, энергетической и социальной составляющих рационального выбора.

## 2. Оценка целесообразности внедрения малой генерации

Анализ целесообразности выполняется при сопоставлении индикатора или группы индикаторов с соответствующими пороговыми значениями. Пороговое значение индикатора исполняет роль количественной оценки характерного качественного состояния объекта, его соответствия уровню целесообразности [2,3].

Уровень целесообразности решения – это условный показатель (показатели), интегрально характеризующий степень соответствия совокупности требований, предъявляемых к установкам малой генерации. Для оценки уровня предлагается ввести следующую классификацию состояний:

1. *Решение рекомендуется (P)*
2. *Решение рекомендуется ограниченно (PO)*
3. *Не рекомендуется (HP)*

Для получения дифференцированной оценки по ряду объектов исследования зона РО разбивается на три стадии: РО-1 (соответствия не в полной мере), РО-2 (развивающаяся стадия несоответствия), РО-3 (критическая стадия, грозящая переходом в зону несоответствия). Зона HP также разбивается на три стадии: HP-1 (нестабильная стадия несоответствия), HP-2 (угрожающая стадия несоответствия), HP-3 (чрезвычайная стадия несоответствия).

При анализе целесообразности необходимо получить как оценки по отдельным индикаторам, так и комплексные оценки в различных сферах (по индикативным блокам) и положения в целом по совокупности блоков. Для этого требуется преобразовать индикаторы, выраженные в различных единицах измерения, к индексной (нормализованной) форме расчета их значений.

Отнесение субъекта  $j$  по рассматриваемому индикатору  $i$  к тому или иному состоянию определяется соотношением между значениями индикатора  $X_{ji}^t$  и пороговыми значениями (уровнями). Такое преобразование выполняется по следующим правилам.

Если в исходной (именованной) системе единиц уменьшение значения индикативного показателя ведет к снижению уровня целесообразности (далее такой индикатор называется "убывающим"), то его нормализованное значение определяется соотношением:

$$\begin{cases} \text{если } X_{ji}^t \geq X_{PO-1,ji}, \text{ то } X_{ji}^H = 0; \\ \text{если } X_{ji}^t < X_{PO-1,ji}, \text{ то } X_{ji}^H = \frac{X_{PO-1,ji} - X_{ji}^t}{X_{PO-1,ji} - X_{HP-1,ji}}, \end{cases} \quad (1)$$

где  $X_{ji}^H$  – нормализованное значение индикатора  $i$  для субъекта  $j$  в анализируемом периоде, о.е.;  $X_{ji}^t$  – фактическое значение индикатора  $i$  (в системе именованных единиц) для субъекта  $j$  в анализируемом периоде;  $X_{PO-1,ji}$  – пороговое значение начальной стадии РО-1 для индикатора  $i$  субъекта  $j$  в системе исходных (именованных) единиц;  $X_{HP-1,ji}$  – пороговое значение нестабильной стадии НР состояния для индикатора  $i$  субъекта  $j$  в системе исходных (именованных) единиц.

По аналогичным выражениям рассчитываются нормализованные значения для пороговых уровней индикативных показателей "убывающего" типа:

$$\begin{aligned} X_{PO-1,ji}^H &= \frac{X_{PO-1,ji} - X_{PO-1,ji}}{X_{PO-1,ji} - X_{HP-1,ji}} = 0; & X_{PO-2,ji}^H &= \frac{X_{PO-1,ji} - X_{PO-2,ji}}{X_{PO-1,ji} - X_{HP-1,ji}}; \\ X_{PO-3,ji}^H &= \frac{X_{PO-1,ji} - X_{PO-3,ji}}{X_{PO-1,ji} - X_{HP-1,ji}}; & X_{HP-1,ji}^H &= \frac{X_{PO-1,ji} - X_{HP-1,ji}}{X_{PO-1,ji} - X_{HP-1,ji}} = 1; \\ X_{HP-2,ji}^H &= \frac{X_{PO-1,ji} - X_{HP-2,ji}}{X_{PO-1,ji} - X_{HP-1,ji}}; & X_{HP-3,ji}^H &= \frac{X_{PO-1,ji} - X_{HP-3,ji}}{X_{PO-1,ji} - X_{HP-1,ji}}. \end{aligned} \quad (2)$$

где  $X_{PO-1,ji}^H$ ,  $X_{PO-2,ji}^H$ ,  $X_{PO-3,ji}^H$ ,  $X_{HP-1,ji}^H$ ,  $X_{HP-2,ji}^H$ ,  $X_{HP-3,ji}^H$  – нормализованные пороговые значения соответственно РО (начальный, развивающийся и критический) и НР (нестабильный, угрожающий и чрезвычайный) уровней для индикатора  $i$  субъекта  $j$ . При этом в соответствии с алгоритмом расчета значение  $X_{PO1,ji}^H$  всегда равно нулю, так как является точкой начала отсчета неблагоприятных по безопасности состояний, а значение  $X_{HP-1,ji}^H$  всегда равно единице;  $X_{PO-2,ji}$ ,  $X_{PO-3,ji}$ ,  $X_{HP-1,ji}$ ,  $X_{HP-2,ji}$  – пороговые значения соответственно РО (начальное, развивающееся и критическое) и НР (нестабильное, угрожающее и чрезвычайное) уровней по индикатору  $i$  для субъекта  $j$  в системе исходных (именованных) единиц.

В том случае, когда в исходной (именованной) системе единиц к ухудшению технического состояния субъекта ведет увеличение значения индикативного показателя (такой индикатор называется "возрастающим"), его нормализованное значение определяется соотношением:

$$\begin{cases} \text{если } X_{ji}^t \leq X_{PO-1,ji}, \text{ то } X_{ji}^t = 0; \\ \text{если } X_{ji}^t > X_{PO-1,ji}, \text{ то } X_{ji}^H = \frac{X_{ji}^t - X_{PO-1,ji}}{X_{HP-1,ji} - X_{PO-1,ji}}. \end{cases} \quad (3)$$

Аналогично (2), рассчитываются нормированные пороговые значения «возрастающих» индикативных показателей:

$$\begin{aligned} X_{PO-1,ji}^H &= \frac{X_{PO-1,ji} - X_{PO-1,ji}}{X_{HP-1,ji} - X_{PO-1,ji}} = 0; & X_{PO-2,ji}^H &= \frac{X_{PO-2,ji} - X_{PO-1,ji}}{X_{HP-1,ji} - X_{PO-1,ji}}; \\ X_{PO-3,ji}^H &= \frac{X_{PO-3,ji} - X_{PO-1,ji}}{X_{HP-1,ji} - X_{PO-1,ji}}; & X_{HP-1,ji}^H &= \frac{X_{HP-1,ji} - X_{PO-1,ji}}{X_{HP-1,ji} - X_{PO-1,ji}} = 1; \\ X_{HP-2,ji}^H &= \frac{X_{HP-2,ji} - X_{PO-1,ji}}{X_{HP-1,ji} - X_{PO-1,ji}}; & X_{HP-3,ji}^H &= \frac{X_{HP-3,ji} - X_{PO-1,ji}}{X_{PO-1,ji} - X_{HP-1,ji}}. \end{aligned} \quad (4)$$

Необходимо отметить, что независимо от того, к какому типу принадлежат индикаторы в именованных единицах («убывающему» или «возрастающему»), в нормализованных величинах ухудшение состояния по индикаторам всегда сопровождается возрастанием их значений. Таким образом, нормализованные индикаторы относятся к «возрастающему» типу. Наряду с упомянутыми типами индикативных показателей существует третий тип – «двух-пороговые» индикаторы. Для этих индикативных показателей существует зона с нормальным состоянием. Однако отклонение от нее как в сторону увеличения показателя, так и в сторону его уменьшения ведет к ухудшению общего состояния объекта и попаданию сначала в предаварийную, а при дальнейшем изменении показателя в том же направлении и в зону нецелесообразности решения.

Для формирования системы оценки целесообразности установки объектов малой генерации было выделено семь уровней. Ниже приведены правила классификации состояний по индикативным показателям на основе нормализованных оценок (таблица 1).

Отдельную задачу при формировании системы оценки состояния представляет определение пороговых уровней для индикативных показателей.

Таблица 1 – Классификация состояний по индикативным показателям

Обозначение уровня оценки	Соотношение нормализованных значений индикаторов и их пороговых уровней	Балльная оценка $b_{ij}$ состояния
Н	$X_{ji}^H = 0$ И $X_{ji}^t \neq X_{PO-1,ji}$	1
PO-1	$0 < X_{ji}^H < X_{PO-2,ji}^H$ ИЛИ $X_{ji}^t = X_{PO-1,ji}$	2
PO-2	$X_{PO-2,ji}^H \leq X_{ji}^H < X_{PO-3,ji}^H$	3



Продолжение таблицы 1

Обозначение уровня оценки	Соотношение нормализованных значений индикаторов и их пороговых уровней	Балльная оценка $b_{ij}$ состояния
РО-3	$X_{PO-3,ji}^H \leq X_{ji}^H < 1$	<b>4</b>
НР-1	$1 \leq X_{ji}^H < X_{HP-2,ji}^H$	<b>5</b>
НР-2	$X_{HP-2,ji}^H \leq X_{ji}^H < X_{HP-3,ji}^H$	<b>6</b>
НР-3	$X_{ji}^H \geq X_{HP-3,ji}^H$	<b>7</b>

Для оценки состояний были введены баллы, количество которых определяет уровень состояния объекта. Система балльных оценок основана на равномерной шкале (таблица 1).

После определения оценок состояния по отдельным индикаторам необходимо диагностировать состояния по индикативным блокам. Эти оценки могут быть получены **следующими способами:**

1) определение среднеарифметической нормализованной оценки  $k$ -й сферы функционирования (блока) по формуле:

$$C_{kj} = \frac{1}{N_{kj}} \sum_{i=1}^{N_{kj}} X_{ji}^H, \quad (5)$$

где  $C_{kj}$  – нормализованная оценка степени состояния  $k$ -го индикативного блока для объекта  $j$ -го уровня иерархии;  $N_{kj}$  – количество индикаторов в блоке  $k$  для объекта уровня  $j$ .

Одновременно с получением нормализованных оценок состояния по индикативным блокам определяется и характер состояния по сферам. Для его определения необходимо знать нормализованные пороговые значения по индикативным блокам, которые определяются следующими соотношениями:

$$\begin{aligned} C_{PO-1,kj}^H &= \frac{1}{N_{kj}} \sum_{i=1}^{N_{kj}} X_{PO-1,ji}^H = 0; & C_{PO-2,kj}^H &= \frac{1}{N_{kj}} \sum_{i=1}^{N_{kj}} X_{PO-2,ji}^H; \\ C_{PO-3,kj}^H &= \frac{1}{N_{kj}} \sum_{i=1}^{N_{kj}} X_{PO-3,ji}^H; & C_{HP-1,kj}^H &= \frac{1}{N_{kj}} \sum_{i=1}^{N_{kj}} X_{HP-1,ji}^H = 1; \\ C_{HP-2,kj}^H &= \frac{1}{N_{kj}} \sum_{i=1}^{N_{kj}} X_{HP-2,ji}^H; & C_{HP-3,kj}^H &= \frac{1}{N_{kj}} \sum_{i=1}^{N_{kj}} X_{HP-3,ji}^H. \end{aligned} \quad (6)$$

где  $C_{PO-1,kj}^H$ ,  $C_{PO-2,kj}^H$ ,  $C_{PO-3,kj}^H$ ,  $C_{HP-1,kj}^H$ ,  $C_{HP-2,kj}^H$  и  $C_{HP-3,kj}^H$  – нормализованные пороговые значения соответственно РО уровней (начальный, развивающийся и критический)

и НР уровней (нестабильный, угрожающий и чрезвычайный) индикативного блока  $k$  субъекта  $j$ .

После расчета нормализованных пороговых значений индикативных блоков производится оценка состояния путем сравнения нормализованной оценки состояния по сфере (блоку)  $C_{kj}$  с пороговыми уровнями сферы (блока);

2) определение взвешенной нормализованной оценки  $k$ -го индикативного блока по формуле:

$$C_{kj} = \frac{1}{N_{kj}} \sum_{i=1}^{N_{kj}} v_{ji} X_{ji}^H, \quad (7)$$

где  $v_{ji}$  – вес индикатора  $i$  в индикативном блоке  $k$  для субъекта  $j$ .

Вес индикатора определяется экспертно. Следует отметить, что веса рекомендуется определять таким образом, чтобы их *сумма внутри сферы (блока) равнялась количеству индикаторов в блоке*. Вес индикатора определяет его сопоставительную значимость в блоке по влиянию на степень безопасности.

После получения нормализованных оценок по индикативным блокам рассчитываются балльные оценки, и определяется уровень целесообразности;

3) определение средневзвешенной нормализованной оценки по индикативному блоку, где в качестве весов выступают балльные оценки степени аварийности состояния по индикаторам (таблица 1). В этом случае нормализованная оценка степени аварийности по блоку определяется формулой

$$C_{kj} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{kj}} b_{ji} X_{ji}^H}{\sum_{i=1}^{N_{kj}} b_{ji}} \quad (8)$$

При использовании данного способа все нормализованные оценки по индикаторам, превышающие значение 2,5, принимаются равными 2,5.

Аналогично предыдущим двум случаям, после получения нормализованных оценок по индикативным блокам производится оценка уровня состояния;

4) определение среднеарифметической балльной оценки по индикативному блоку производится по формуле:

$$b_{kj} = \frac{1}{N_{kj}} \sum_{i=1}^{N_{kj}} b_{ji} \quad (9)$$

Для более детального анализа характера состояния можно рекомендовать параллельное применение чисто балльного способа оценки и метода с нахождением нормализованных результирующих оценок для индикативных блоков.

Для формирования системы индикативного анализа были экспертно сформированы следующие индикативные блоки [4]:

1. Общий блок показателей целесообразности установки объекта малой генерации;
2. Блок технических и эксплуатационных показателей;
3. Экономический блок;
4. Экологический блок.

Первый блок используется для оценки общих свойств электроэнергетической системы с целью определения потребности в малой генерации для того или иного сегмента электрической сети без учета технологической и финансово-экономической составляющих. Второй блок используется для оценки технических и эксплуатационных показателей. Блоки призваны показать соответствие техническим и эксплуатационным требованиям, а также технологическим особенностям места установки каждого объекта СЭС. Экономический блок отображает стоимостные показатели объектов. Для оценки влияния на экологическую обстановку используется четвертый блок.

## **2.1 Блок показателей, характеризующих общую целесообразность установки объекта малой генерации**

**1. Потребность в тепловой энергии  $\alpha_{ТЭ}$**  – индикатор, характеризующий коэффициент использования топлива. При сопоставлении вариантов по выбору состава генерирующего оборудования, наряду с прочими показателями необходимо учитывать – экономичность в режиме выработки электроэнергии (электрический КПД). В случае потребности в тепловой энергии КПД генераторной установки увеличивается более чем в два раза.

Индикатор  $\alpha_{ТЭ}$  принимает значение равное 0, если есть потребность в тепловой энергии и значение равное 1 при ее отсутствии.

### **2. Возможность выдачи всей располагаемой мощности в нормальной схеме $\alpha_{ВМ}$**

В соответствии с требованиями ОАО «СО ЕЭС» и типовым заданием на выполнение работы «Схема выдачи мощности электростанции» СВМ электростанций установленной мощностью

менее 50 МВт должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности в нормальной схеме электрической сети.

Индикатор  $\alpha_{BM}$  принимает значение 0 в том случае, если пропускная способность наиболее «слабого» элемента  $P_{Эл}$  превышает величину установленной мощности генераторной установки  $P_{Ген}$ . В противном случае  $\alpha_{BM}$  определяется как отношение  $P_{Ген}$  к  $P_{Эл}$ , превышающее единицу. Расчет выполняется по следующему правилу:

$$\alpha_{BM} = \begin{cases} 0, & \text{если } \frac{P_{Ген}}{P_{Эл}} < 1 \\ \frac{P_{Ген}}{P_{Эл}}, & \text{если } \frac{P_{Ген}}{P_{Эл}} \geq 1 \end{cases} \quad (10)$$

**3. Необходимость разгрузки питающей сети  $\alpha_{PC}$**  – показатель характеризующий необходимость разгрузки питающей сети, увеличения резерва мощности системы передачи электроэнергии, а также понижающих трансформаторов. Решение данной задачи позволит увеличить мощность существующих потребителей электрической энергии и подключить новых.

Увеличение нагрузки электропотребления, связанное с ростом энерговооруженности, в ряде случаев может потребовать усиление сети. Ввод новых генераторных мощностей снимает остроту данной проблемы.

Решение о необходимости данных мероприятий должно приниматься на основе схемно-режимных расчетов и технико-экономического обоснования.

Укрупненно данный показатель определяется по следующему правилу:

В том случае, если подобная необходимость существует, индикатор принимает значение 0. Аналогичное значение индикатора принимается, если вся генерируемая мощность расходуется в местной сети без выдачи в питающую сеть.

$$\alpha_{PC} = \begin{cases} 0, & \text{если } \frac{P_{Ген}}{P_{Нагр}} < 1 \\ \frac{P_{Ген}}{P_{Нагр}}, & \text{если } \frac{P_{Ген}}{P_{Нагр}} \geq 1 \text{ и } P_{Рез} > 0 \end{cases}, \quad (11)$$

где  $P_{Ген}$  – мощность генерации,  $P_{Нагр}$  – мощность нагрузки,  $P_{Рез}$  – резерв мощности.

**4. Необходимость коррекции показателей качества ЭЭ  $\alpha_{ПК}$ .** Показатели качества ЭЭ нормируются ГОСТ 13109-97.

Качество электроэнергии характеризуется двумя основными параметрами: частотой  $f$  и напряжением  $U$ . Под установившимся понимается режим электрической сети, при котором частота и напряжение неизменны. В любой момент установившегося режима существуют балансы по производимой и потребляемой активной и реактивной мощностям:

$$\begin{aligned} P_{\Sigma} &= P_n + P_{сн} + \Delta P, \\ Q_{\Sigma} &= Q_n + Q_{сн} + \Delta Q \pm Q_{ку} - Q_{ген.лэп} \end{aligned} \quad (12)$$

где  $P_{\Sigma}, Q_{\Sigma}$  – суммарные активная и реактивная мощности генераторов энергосистемы;  $P_n, Q_n$  – мощности нагрузки;  $\Delta P, \Delta Q$  – потери мощности в элементах электрических сетей;  $P_{сн}, Q_{сн}$  – собственные нужды электростанций;  $Q_{ку}$  – реактивная мощность компенсирующих устройств;  $Q_{ген.лэп}$  – реактивная мощность генерируемая воздушными ЛЭП.

Частота переменного тока связана с балансом активных мощностей. Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты, ее возрастание – к росту частоты. Причинами нарушения баланса мощности могут быть: аварийное отключение генератора, неожиданный (неплановый, непредусмотренный расчетами) рост потребления мощности, аварийное отключение линии или трансформатора связи. Допустимые отклонения частоты, согласно ГОСТ, в нормальных режимах –  $\pm 0,2$  Гц, в послеаварийных режимах –  $\pm 0,4$  Гц. Следствием больших отклонений частоты могут являться выход из строя оборудования станций, понижение производительности двигателей и т.д.

Нормально и предельно допускаемые значения установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электроэнергии составляют, согласно ГОСТ 13109-97, соответственно  $\pm 5\%$  и  $\pm 10\%$  от номинального напряжения электрической сети.

Отличные от нормируемых, нормально и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения в точках присоединения потребителей к сети напряжением 0,4 кВ и выше должны быть установлены в договорах между электроснабжающими организациями и потребителями электроэнергии.

Напряжение на шинах генератора регулируется путем изменения тока возбуждения генераторов автоматически с помощью АРВ.

Установка синхронного генератора позволяет решить следующий комплекс задач:

1. отключение напряжения от номинальных значений;

2. превышение допустимого  $\text{tg}\varphi$ ;
3. избыточная реактивная мощность точки подключения установки.

Правило определение индикатора  $\alpha_{ПК}$  следующее:

$$\alpha_{ПК} = \begin{cases} 0, \text{если } \Delta U > \pm 5\%, \Delta f > \pm 0,2 \text{ Гц}, \text{tg}\varphi > 0,4 \\ 1, \text{если } \Delta U \leq \pm 5\%, \Delta f \leq \pm 0,2 \text{ Гц}, \text{tg}\varphi \leq 0,4 \end{cases}, \quad (13)$$

**5. Необходимость компенсации потерь активной мощности  $\alpha_{Потер}$ .** Передача электроэнергии сопровождается потерями активной и реактивной мощностей и энергии. Потерянная энергия расходуется на нагрев проводов ЛЭП, обмоток, корпуса и сердечника трансформатора. Потери активной мощности в электрических сетях составляют от 2% до 6% мощности нагрузок. Потери реактивной мощности приводят к возрастанию потерь активной мощности.

Электромашинные устройства малой генерации могут быть использованы для решения задачи компенсации потерь активной мощности. Соответствующий показатель определяется следующим образом:

$$\alpha_{Потер} = \begin{cases} 0, \text{если } \frac{\Delta P}{P_{Ген}} > 1 \\ 1, \text{если } \frac{\Delta P}{P_{Ген}} \leq 1 \end{cases}, \quad (14)$$

где  $\Delta P$  – потери активной мощности в сетях, находящихся на балансе электросетевой компании.

**6. Необходимость обеспечения требуемой категории надежности электроснабжения  $\alpha_{КН}$ .** Подключение генераторов со стороны потребителей на одноцепных линиях с односторонним питанием существенным образом повышает уровень надежности электроснабжения потребителей, обеспечивая вторую категорию электроснабжения. Решение задачи повышения категории надежности питания потребителей с использованием генераторных установок малой мощности должно приниматься на основе технико-экономических расчетов с учетом схемно-режимных параметров.

$$\alpha_{КН} = 1 - \frac{1}{N_{ист}}, \quad (15)$$

где  $N_{ист}$  – число независимых источников электроснабжения потребителей.

**7. Территориальный показатель  $\alpha_{Ter}$**  учитывает возможность установки генераторной установки малой мощности с учетом действующих нормативно-правовых требований, условий и Актов. Установка должна соответствовать: ПУЭ, ПТЭ, СанПиН, СП, ГОСТ и др. Индикативный показатель определяется величиной балльной оценки, присеваемой в зависимости от соответствия или несоответствия нормативным требованиям, по следующему правилу:

$$\alpha_{Ter} = \begin{cases} 0, & \text{при соответствии} \\ 1, & \text{при несоответствии} \end{cases}. \quad (16)$$

**8. Тип топлива и топливное обеспечение  $\alpha_{Ton}$ .** Основными видами первичного топлива для генерирующих станций малой энергетики являются газ, твердое топливо и дизельное топливо. Тем не менее, тип топлива, используемого на мини-ТЭЦ, определяется наличием топливной инфраструктуры. Очевидно, что при использовании природного газа в качестве топлива, необходимо оценить пропускную способность газового трубопровода, а также существующей ГРС.

Проектирование новых, расширяемых и реконструируемых систем газоснабжения, сооружаемых на территории поселений, регламентируется СНиП 2.04.08-87 «Газоснабжение».

Коэффициент топливного обеспечения, равный отношению объемов топлива, необходимого для выдачи тепловой и электрической энергии в полном объеме доступного топлива  $Q_{Ton}$ :

$$k_{Ton} = \frac{Q_{ген}}{Q_{ГТС}} \quad (17)$$

При использовании природного газа объем доступного топлива определяется возможностью газотранспортной системы  $Q_{Ton} = Q_{ГТС}$  (и/или ГРС).

Индикативный показатель обеспечения топливом определяется следующим:

$$\alpha_{Ton} = \begin{cases} 0, & k_{Ton} < 1 \\ 1, & k_{Ton} \geq 1 \end{cases}. \quad (18)$$

**9. Индикативный показатель наличия резервного вида топлива  $\alpha_{PT}$ .** Статистика показывает, что основной вид топлива, используемого в Свердловской области – природный газ. Наличие резервного вида повышает надёжность функционирования генераторной уста-

новки. По оценкам экспертов, стартовые затраты на создание системы резервирования по топливу не превышают убытки трёх-пяти дней простоя без газа.

Индикативный показатель  $\alpha_{PT}$  принимает значение 0 при наличии резервного вида топлива и значение 1 в случае его отсутствия.

## 2.2 Блок технических и эксплуатационных показателей

**1. Диапазоны регулирования активной и реактивной мощности  $\beta_{PD}$ .** Диапазоны регулирования мощности определяются в соответствии с паспортными характеристиками. Возможность регулирования выдачи реактивной мощности в зависимости от величины выдаваемой активной мощности расширяет эффективный регулировочный диапазон.

Возможность увеличения выдачи генератором реактивной мощности при снижении выдачи активной мощности может рассматриваться как вариант решения задачи компенсации реактивной мощности в сети и снижения  $\text{tg}\varphi$  на шинах ПС. Это позволяет за счёт снижения потоков реактивной мощности по сети обеспечить снижение отклонения напряжений от номинальных значений.

Индикатор необходимого диапазона регулирования мощности – синтетический показатель, определяемый по индикаторам необходимых диапазонов регулирования активной  $\beta_P$  и реактивной  $\beta_Q$  мощностей:

$$\beta_P = \begin{cases} 0, & \text{если } \frac{\delta_P}{\delta_{P.\text{треб}}} > 1 \\ 1, & \text{если } \frac{\delta_P}{\delta_{P.\text{треб}}} \leq 1 \end{cases}, \quad (19)$$

$$\beta_Q = \begin{cases} 0, & \text{если } \frac{\delta_Q}{\delta_{Q.\text{треб}}} > 1 \\ 1, & \text{если } \frac{\delta_Q}{\delta_{Q.\text{треб}}} \leq 1 \end{cases}, \quad (20)$$

где  $\delta_P, \delta_Q$  – диапазоны регулирования активной и реактивной мощностей,  $\delta_{P.\text{треб}}, \delta_{Q.\text{треб}}$  – необходимые диапазоны регулирования активной и реактивной мощностей.

Показатель  $\beta_{PD}$  определяется как сумма произведений индикаторов необходимых диапазонов регулирования активной  $\beta_P$  и реактивной  $\beta_Q$  мощностей на соответствующие их значениям баллов к сумме баллов:



$$\beta_{PD} = \frac{\beta_P b_1 + \beta_Q b_2}{b_1 + b_2}. \quad (21)$$

**2. Диспетчеризация и автоматизация управления  $\beta_{ДАУ}$ .** Рассматриваемый индикатор оценивает возможности включения генерирующей установки в систему оперативно-диспетчерского управления, в том числе с передачей установки в оперативное ведение структуры, осуществляющей оперативно-диспетчерское управление. Кроме того, оценивается степень автоматизации управления, в том числе дистанционного, режимами работы генерирующего источника.

Индикатор  $\beta_{ДАУ}$  принимает значение 0 при наличии возможности установки в систему оперативно-диспетчерского управления и значение 1 в случае ее отсутствия. Следует отметить, что для определения данного показателя могут также быть использованы экспертные оценки.

$$\beta_{ДАУ} = \begin{cases} 0 \\ 1 \end{cases}. \quad (22)$$

**3. Эксплуатационный ресурс  $\beta_{Эксп}$**  – показатель, оценивающий количество часов непрерывной работы установки до капитального ремонта и/или планового сервисного обслуживания.

Индикатор определяется через отношение эксплуатационного ресурса  $T_{ЭР}$  к нормативному межремонтному эксплуатационному ресурсу  $T_{Норм}$ .

$$\beta_{Эксп} = \begin{cases} 0, \text{ если } \frac{T_{ЭР}}{T_{Норм}} \geq 1 \\ 1, \text{ если } \frac{T_{ЭР}}{T_{Норм}} < 1 \end{cases}. \quad (23)$$

**4. Допустимые эксплуатационные режимы  $\beta_{Реж}$**  – показатель, оценивающий возможность использования установки для покрытия пиковых нагрузок, для работы в полупиковой зоне, либо в базовой части графика нагрузки. В значительной степени зависит от маневренности оборудования.

Индикатор  $\beta_{Реж}$  принимает значение 0 при наличии возможности использования установки для покрытия пиковых нагрузок и значение, 0,5 при работе в полу-пиковой зоне и 1 в случае возможности работы в базовой части графика нагрузки. Следует отметить, что для определения данного показателя могут также быть использованы экспертные оценки.

$$\beta_{P_{\text{ex}}} = \begin{cases} 0 \\ 0,5. \\ 1 \end{cases} \quad (24)$$

## 2.3 Экономический блок

**1. Капитальные затраты  $\gamma_K$**  – удельный показатель, оценивающий укрупнённые затраты на сооружение генерирующего источника, руб./кВт. Определяется по выражению, представленному ниже:

$$\gamma_K = \begin{cases} 0, & \text{если } \frac{K}{K_{\text{норм}}} \leq 1 \\ \frac{K}{K_{\text{норм}}} - 1, & \text{если } \frac{K}{K_{\text{норм}}} > 1 \end{cases} \quad (25)$$

где  $K$  – удельные капитальные затраты,  $K_{\text{норм}}$  – нормативные значения капитальных затрат для данного вида оборудования.

**2. Срок окупаемости  $\gamma_{CO}$**  – показатель, оценивающий период времени возврата первоначальных капиталовложений в оборудование, зависящий от возможности коммерческой реализации тепловой и электрической энергии. Порог рентабельности реализации проектов целесообразно принять равным не более 7 лет. Индикатор срока окупаемости  $\gamma_{CO}$  принимает значение 1 в том случае, если срок окупаемости превышает 7 лет, в противном случае – 0.

## 2.4 Экологический блок

**1. Шум и вибрация  $\varepsilon_{ШВ}$**  – показатель, характеризующий негативное воздействие генерирующей установки на окружающую среду в виде звуковых и механических колебаний. Данные показатели оцениваются в соответствии с действующими Санитарными нормами и правилами (СН 2.2.4 2.1.8.562-96, СН 2.2.4/2.1.8.566-96).

Санитарные правила – нормативные акты, устанавливающие критерии безопасности и/или безвредности для человека факторов среды его обитания и требования к обеспечению благоприятных условий его жизнедеятельности и являются обязательными к соблюдению. Несоответствие объекта данным нормативным актам может повлечь за собой приостановку производственной деятельности до момента приведения его в соответствие с указанными нормами.

Индикативный показатель определяется величиной балльной оценки, присеваемой в зависимости от соответствия (значение 0) или несоответствия нормативным требованиям (значение 1), по следующему правилу:

$$\varepsilon_{ШВ} = \begin{cases} 0 \\ 1 \end{cases}. \quad (26)$$

Индикативный показатель определяется величиной балльной оценки, присеваемой в зависимости от соответствия действующими Санитарными нормами и правилами (значение 0) или несоответствия данным требованиям (значение 1), по следующему правилу:

$$\mathcal{E}_{BB} = \begin{cases} 0 \\ 1 \end{cases}. \quad (27)$$

## Исходные данные

Рисунок 1 – Схема электрической сети 10 кВ

Выбранная схема сети 10 кВ состоит из 48 узлов и 35 ветвей.

Следует отметить, что в нормальном режиме петлевые сложноразомкнутые сети 10(6)-20 кВ должны быть разомкнуты на ТП или РП. Оптимальным считается режим, обеспечивающий минимум суммарных потерь мощности в нормальном разомкнутом режиме.

$$F = \sum_{i=1}^N \Delta P_i \rightarrow \min \quad (28)$$

где  $\Delta P$  – активные потери мощности.

Очевидно, что должна быть разомкнута линия, наименее нагруженная в режиме экономического потокораспределения в петлевой схеме. Задача поиска оптимальных точек размыкания сети может быть решена различными методами, например, с использованием генетических алгоритмов или минимальных хорд. В рассматриваемой схеме имеется 16 точек для возможного размыкания сети, а это означает, что если решать задачу методом перебора, то в схеме существует 65536 комбинаций расположения вероятно-оптимальных точек размыкания. Принимая допущение, что при работе сети с оптимальным размыканием схемно-режимные параметры сети в «достаточно хорошей» степени приближаются к параметрам установившегося режима в замкнутой схеме, все расчеты выполнены по полной замкнутой схеме. Полноразомкнутый режим обеспечивает оптимальное потокораспределение и минимум потерь электроэнергии.

Оценка работоспособности разработанной методики выполнена при сопоставлении результатов с решениями, полученными на основе оптимизационных методов определения места установки малой генерации и величины установленной мощности. По решению задачи оптимизации с использованием генетических алгоритмов [5] с учетом минимума потерь (28) для генераторов мощностью 750 кВт, 1500 кВт и 5000 кВт в качестве оптимальных точек установки МГ определены ТП-2033 для первых двух вариантов мощностей и ТП-2486 соответственно для третьего варианта.

В примере для сопоставления приняты следующие варианты установок генерации малой мощности:

**Вариант 1:** ГПА на ТП-2033 мощностью 750 кВт;

**Вариант 2:** ГТУ на ТП-2033 мощностью 750 кВт;

**Вариант 3:** ПТУ на ТП-2033 мощностью 750 кВт;

**Вариант 4:** ГПА на ТП-2033 мощностью 1500 кВт;

**Вариант 5:** ГТУ на ТП-2033 мощностью 1500 кВт;

**Вариант 6:** ПТУ на ТП-2033 мощностью 1500 кВт;

**Вариант 7:** ГПА на ТП-2486 мощностью 5000 кВт;

**Вариант 8:** ГТУ на ТП-2486 мощностью 5000 кВт;

**Вариант 9:** ПТУ на ТП-2486 мощностью 5000 кВт;

**Вариант 10:** ГПА на СШ ПС «Ботаническая» мощностью 750 кВт;

**Вариант 11:** ГПА на СШ ПС «Ботаническая» мощностью 1500 кВт;

**Вариант 12:** ГПА на СШ ПС «Ботаническая» мощностью 5000 кВт.

В качестве исходных данных принято, что в районе размещения ТП-2486 есть потребность в тепловой энергии. Остальные районы размещения объектов малой генерации не нуждаются в тепловой энергии ввиду развитой инфраструктуры.

### **3.1 Определение индикативных показателей блока общей целесообразности строительства объекта малой генерации**

С точки зрения расчёта и оценки схемно-режимной ситуации анализ выявил перегруз основного оборудования (КЛ 10 кВ), но данный перегруз не связан с вводом установок малой генерации. Следует отметить, что ввод установок малой генерации не приводит к перегрузке элементов электрической сети. Более того, с увеличением мощности генераторов, питающая сеть разгружается, уменьшая перегрузку КЛ 10 кВ, что в свою очередь приводит к снижению потерь ЭЭ. В исходной схеме суммарная величина потерь электрической мощности составляет 305 кВт. Для варианта с генератором мощностью 750 кВт – 301 кВт; 1500 кВт – 270 кВт; 5000 кВт – 196 кВт. Установка генераторов на шинах ПС не приводит к изменению величины потерь.

Обобщенная оценка вариантов по блоку показателей, характеризующих общую целесообразность установки объекта малой генерации, показана в таблице ниже.

Таблица 2 – Оценка вариантов по блоку показателей, характеризующих общую целесообразность установки объекта малой генерации

<b>Вариант</b>	<b><math>\alpha</math>, о.е.</b>	<b>Оценка по индикатору</b>
Вариант 1	0,33	ОР-1
Вариант 2	0,53	ОР-2
Вариант 3	0,53	ОР-2
Вариант 4	0,33	ОР-1
Вариант 5	0,53	ОР-2
Вариант 6	0,53	ОР-2
<b>Вариант 7</b>	<b>0,00</b>	<b>Р</b>
Вариант 8	0,33	ОР-1
Вариант 9	0,33	ОР-1
Вариант 10	0,83	ОР-3
Вариант 11	0,83	ОР-3
Вариант 12	0,83	ОР-3

### **3.2 Определение индикативных показателей блока технических и эксплуатационных показателей**

Обобщенная оценка вариантов по блоку технических и эксплуатационных показателей представлена в таблице ниже.

Таблица 3 – Оценка по блоку технических и эксплуатационных показателей

Вариант	$\beta$ , о.е.	Оценка по индикатору
Вариант 1	0,57	ОР-2
Вариант 2	0,79	ОР-3
Вариант 3	0,8	ОР-3
Вариант 4	0,57	ОР-2
Вариант 5	0,79	ОР-3
Вариант 6	0,80	ОР-3
Вариант 7	0,00	Р
Вариант 8	0,61	ОР-2
Вариант 9	0,57	ОР-2
Вариант 10	0,57	ОР-2
Вариант 11	0,57	ОР-2
Вариант 12	0,00	Р

### 3.3 Определение индикативных показателей экономического блока

Обобщенная оценка вариантов установки генерирующего источника малой мощности по экономическому блоку представлена в таблице ниже.

Таблица 4 – Оценка вариантов по блоку экономических показателей

Вариант	$\gamma$ , о.е.	Оценка по индикатору
Вариант 1	0,53	ОР-2
Вариант 2	0,23	ОР-1
Вариант 3	0,15	Р
Вариант 4	0,41	ОР-2
Вариант 5	0,15	Р
Вариант 6	0,04	Р
Вариант 7	0,42	ОР-2
Вариант 8	0,15	Р
Вариант 9	0,00	Р
Вариант 10	0,53	ОР-2
Вариант 11	0,41	ОР-2
Вариант 12	0,42	ОР-2

### 3.4 Определение индикативных показателей экологического блока

Обобщенная оценка вариантов установки генерации малой мощности по экологическому блоку представлена в таблице ниже.

Таблица 5 – Оценка вариантов по экологическому блоку

Вариант	$\varepsilon$ , о.е.	Оценка по индикатору
Вариант 1	0	Р
Вариант 2	0	Р
Вариант 3	0	Р
Вариант 4	0	Р
Вариант 5	0	Р
Вариант 6	0	Р
Вариант 7	0	Р
Вариант 8	0	Р
Вариант 9	0	Р
Вариант 10	0,8	ОР-3
Вариант 11	0,8	ОР-3
Вариант 12	0,8	ОР-3

### 3.5 Определение обобщенной оценки по вариантам

Результаты расчета оценок возможности реализации рассматриваемых проектов малой генерации показаны на рисунке и в таблице ниже.

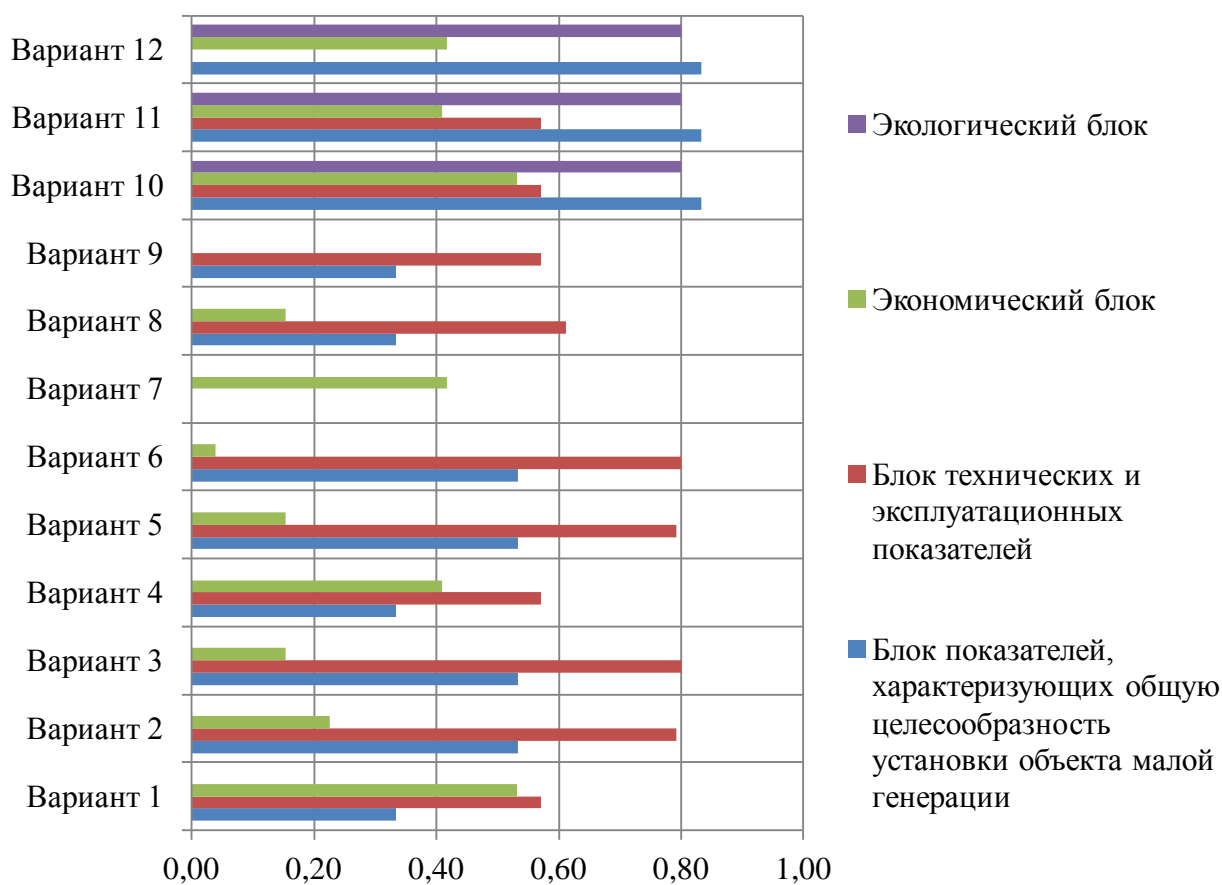


Рисунок 2 – Индикативные показатели по блокам для рассматриваемых вариантов

Таблица 6 – Итоговая оценка вариантов

Вариант	Блок общей целесообр.	Блок техн. и экспл.	Эконом. блок	Эколог. блок	Общая оценка	Оценка варианта установки
Вариант 1	0,33	0,57	0,53	0,00	0,44	ОР-2
Вариант 2	0,53	0,79	0,23	0,00	0,52	ОР-2
Вариант 3	0,53	0,80	0,15	0,00	0,55	ОР-2
Вариант 4	0,33	0,57	0,41	0,00	0,40	ОР-2
Вариант 5	0,53	0,79	0,15	0,00	0,55	ОР-2
Вариант 6	0,53	0,80	0,04	0,00	0,54	ОР-2
Вариант 7	0,00	0,00	0,42	0,00	0,21	ОР-1
Вариант 8	0,33	0,61	0,15	0,00	0,38	ОР-1
Вариант 9	0,33	0,57	0,00	0,00	0,34	ОР-1
Вариант 10	0,83	0,57	0,53	0,80	0,70	ОР-3
Вариант 11	0,83	0,57	0,41	0,80	0,68	ОР-3
Вариант 12	0,83	0,00	0,42	0,80	0,65	ОР-2



По результатам индикативного анализа целесообразности установки объектов малой генерации для 12 вариантов можно отметить, что в максимальной степени всем предъявленным требованиям соответствует **вариант 7**. Оценка данного варианта находится на границе между «рекомендуется» к установке и «ограничено рекомендуется-1». Снижение оценки произошло главным образом из-за высоких капитальных вложений в данный вариант. Из таблицы видно, что в области «ограничено рекомендуется-1» так же находятся варианты 8 и 9. Все остальные варианты получили более худшие оценки целесообразности установки.

#### **4. Заключение**

Для определения целесообразности строительства объекта малой генерации в работе была предложена методика, позволяющая на основе индикативного анализа оценить необходимость ввода источника генерации. Разработанный подход основан на методах и средствах оценки технических, экономических и эксплуатационных аспектов установки генераторов, их влияния на систему передачи и распределения электрической и тепловой энергии, экологию и др.

Возможность применения предложенной методики для экспресс-анализа целесообразности реализации проекта малой генерации была проверена расчетным путем на базе фрагмента сети ОАО «ЕЭСК». По результатам индикативного анализа целесообразности установки объектов малой генерации для предложенных 12 вариантов можно отметить, что в максимальной степени всем предъявленным требованиям соответствует вариант 7 (ГПА наТП-2486 мощностью 5000 кВт).

## Список литературы

1. Dmitriev S.A., Kokin S.E. Assessment of state of urban power supply systems' power transmission lines on the basis of indicative analysis // 2012 International Conference on Sustainable Energy and Environmental Engineering, ICSEEE 2012; Guangzhou; China; 29 December 2012 through 30 December 2012; Code 95887
2. Tatarkin A. I., Makarov A.A. Modelling of state and prognosis for development of regional economic and energy systems // Russian Academy of Science, Ural branch, Institute for Economics, Institute for thermal physics, Institute for energy research. – Moscow; Economics publishers, 2004, –462 pp.
3. Dmitriev S.A., Kokin S.E. Working out the policy of technical modernization of big cities' power supply on the basis of network condition estimation model // 2010 9th Conference on Environment and Electrical Engineering, EEEIC 2010; Prague; Czech Republic; 16 May 2010 through 19 May 2010; Category numberCFP1051I-ART; Code 81302.
4. С.А. Ерошенко, А.А. Карпенко, С.Е. Кокин, А.В. Паздерин. Многокритериальная оценка влияния распределенной генерации на электрическую сеть // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды международной научно-технической конференции: сборник статей. Самара: СамГТУ, 2011. Т. 1. С. 187 – 192.
5. D. E. Goldberg. Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning // Reading, MA: Addison-Wesley (1989).